

Diseño & Modelaje de Planta de Cogeneración a Pequeña Escala. Estudio de Factibilidad

David C. Oehl, Presidente
Maven Power, LLC, Houston, TX 77070

Sumario:

Con asuntos relacionados con el desarrollo sostenible del sector energético presionando la ejecución de acciones tendientes al incremento de la eficiencia en la generación, el caso de cogeneración a pequeña escala se hace cada vez más atractivo. La cogeneración, definida como la generación simultánea de energía eléctrica y energía térmica, esta última usualmente en la forma de vapor, o agua caliente, está claramente afianzada en hospitales y campos universitarios. Sin embargo, los sistemas de cogeneración en sitio a pequeña escala se hacen una opción cada vez más viable para plantas industriales, tanto domésticas como internacionales. Entre las industrias que pueden utilizar estos sistemas se encuentran, las plantas de pulpa y papel, plantas destiladoras, embotelladoras y empaquetadoras, manufactureras, acerías, químicas, plantas procesadoras de alimentos, cementeras y plantas transformadoras de aluminio.

El incremento de viabilidad está sustentado en los precios históricamente bajos del gas natural en conjunción con la resistencia de los precios de la energía eléctrica a seguir la tendencia de los precios de los combustibles. Más aún, se espera que los precios del gas natural permanezcan en niveles bajos históricos en los tiempos por venir en los EEUU ya que el país cuenta con amplias reservas por los próximos 120 años (1), y como resultado de una creciente aversión a la importación de fuentes de energías de origen extranjero. Con las tecnologías de energías renovables tradicionales, tales como, sistemas fotovoltaicos y eólicos, imposibilitados tanto financiera como físicamente, para ser consistentemente empleados a cualquier escala razonable para la alimentación de grandes poblaciones del país, el gas natural, el más limpio de todos los combustibles fósiles y mas dos veces más limpio que el carbón (2), se mantendrá como el combustible preferido para los sistemas de generación industrial en

sito – con la Cogeneración como una opción atractiva en el largo plazo.

Este documento describe los resultados fundamentales de la pre ingeniería y modelaje de un estudio de factibilidad de una planta de cogeneración a pequeña escala desarrollado por la empresa Maven Power, LLC de Houston, TX. El estudio está basado en una planta industrial que demanda 5,3 MW de potencia eléctrica y dos corrientes de vapor de agua para los procesos de la planta. El objetivo de este estudio es determinar la factibilidad técnico-económica de un sistema de auto generación de potencia eléctrica y térmica en sitio utilizando una planta de cogeneración basado en turbina de gas versus la compra de energía eléctrica a las empresas de servicio más la generación tradicional de vapor utilizando calderas en sitio.

La planta de cogeneración modelada está basada en una unidad turbogeneradora a gas Solar Taurus™ 60 con el sistema generador de vapor HRSG, (de sus siglas en inglés, Heat Recovery Steam Generator.) La turbina a gas fue modelada utilizando la tecnología del fabricante SoLoNOx™ DLE; sin embargo, los equipos de SCR, (Solo se incluye la reducción de NOx, Reducción Catalítica Selectiva, sin incluir la reducción catalítica de CO), fueron también incluidos en la simulación para asegurar que la planta califique como una fuente menor de emisiones como está definidos por ciertas autoridades reguladoras. El modelaje y los cálculos fueron desarrollados utilizando el software GT Pro de Thermoflow, Inc.

Los objetivos del estudio incluyeron la determinación de:

1. Desempeño total de la planta, así como el desempeño de la turbina a gas y del sistema de generación de vapor a través de la recuperación de calor HRSG.
2. Consideraciones del sitio de implantación, tales de consumo de agua, consumo de combustible, emisiones, requerimientos de espacio físico.
3. Consideraciones de factibilidad comercial
4. Implicaciones financieras de un futuro “carbon cap”, y programas comerciales en los EEUU.

El modelo de la turbina a gas utilizada en la simulación fue la Taurus™ 60 de Solar con una capacidad nominal de 5,7 MW ISO, alimentada con gas natural de buena calidad.

Las condiciones de línea base (promedios anuales) base del sitio de implantación utilizadas para el estudio son las siguientes:

$$T_{\text{ambiente}} = 75^{\circ}\text{F}$$

$$\text{ALT} = 150 \text{ pies (s.n.m.)}$$

$$\text{HR} = 75\%$$

$$\Delta P_{\text{admisión}} = 3 \text{ pulg. } H_2O$$

$$\Delta P_{\text{escape+HRSG+SCR}} = 11,55 \text{ pulg. } H_2O$$

Demanda eléctrica de la Planta: 5,3 MWe continuos.

Demanda térmica de la planta: dos corrientes de vapor saturado a 750 psig y 100 psig.

Se incluyó también en el modelo la nebulización del aire de admisión de la turbina con un tamaño de gota fino promedio para una efectividad del 85%. El equipo SCR fue incluido en los internos del sistema HSGR y fue modelado con un 80% de eficiencia en la reducción de emisiones de NOx.

Desempeño de la Planta.

El estudio arrojó los siguientes resultados del desempeño de la planta¹.

1. Potencia Eléctrica Neta: 5306 kW
2. Eficiencia Eléctrica Neta: 29,49%
3. Relación Calórica Neta: 11.569 Btu/kWh
4. Eficiencia "CHP" (Total): 81,93%

Desempeño del Sistema HRSG

El diseño del sistema HRSG determinado en el estudio entrega un total de 26.000 libras/hora de vapor saturado en dos corrientes separadas, (caso línea base) en las siguientes condiciones:

1. Condición de proceso de Vapor de Alta Presión (HP High Pressure)
 - $P_{HP} = 750 \text{ psig}$
 - $T_{HP} = 513^{\circ}\text{F}$
 - HRSG diseñado a 90°F
 - Flujo de HP: $\dot{m}_{\text{vaporHP}} = 22,9 \text{ mlph}$ (mlph mil libras por hora)
2. Condición de proceso de Vapor de Media Presión (IP Intermediate Pressure)
 - $P_{IP} = 100 \text{ psig}$
 - $T_{IP} = 338^{\circ}\text{F}$
 - HRSG diseñado a $99,5^{\circ}\text{F}$
 - Flujo de IP: $\dot{m}_{\text{vaporIP}} = 3,1 \text{ mlph}$

¹ Desempeño basado en generación continua de potencia a 92,5% de factor de capacidad (8100 hr/año)

Generación de Vapor vs. Salida de Potencia de la Turbina

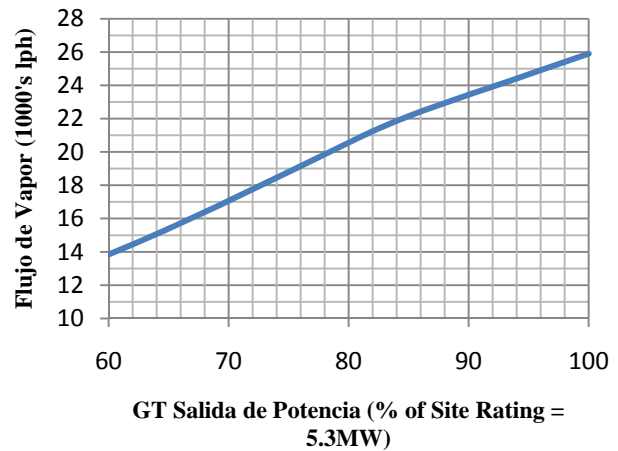


Figura 1. Rango de Generación de Vapor

Un caso adicional de generación de vapor a través de HSGR también fue analizado. La Figura 1 muestra el rango de generación de vapor esperado para el caso de una sola corriente de vapor saturado a 300 psig generada a través de un sistema HRSG de una sola etapa.

Consideraciones del Sitio de Implantación:

El modelo realizado por Maven Power muestra los siguientes resultados relacionados con las consideraciones de línea base del sitio sin implantaciones previas:

- 1) Consumo de agua esperado²: 3,186 gal/hr a 75°F
- 2) Consumo de combustible: 2,982 lb/hr gas natural (59 MMBtu/hr)
- 3) Área Requerida de Implantación³: 221 x 204 pies.
- 4) Generación de Emisiones:
 - a. $\text{NO}_x = 4.85 \text{ ton/año (as NO}_2\text{)}$
 - b. $\text{CO} = 29.5 \text{ ton/año}$
 - c. $\text{CO}_2 = 31,338 \text{ ton/año}$

² Agua de reposición: todo el volumen de vapor consumido por el proceso y que no es retornado como agua de alimentación a la caldera.

³ El área requerida se puede reducir por un factor de dos (2) o superior si el sitio de implantación es una planta existente y/o no se requiere la construcción de nueva infraestructura de soporte.

- 5) Consumo de Amoníaco (SCR):
- Puro (NH₃) = 7.2 ton/año
 - Acuoso = 24.7 ton/año

Consideraciones Comerciales:

La factibilidad económica de este proyecto fue modelada por Maven Power utilizando las siguientes estimaciones de línea base, enmarcadas en el actual clima comercial⁴:

Estimados de Línea Base.

Costo de Combustible = 6.0 USD/MMBtu, gas natural

Tarifa de Energía = 0.105 USD/kWh

Precio de Export. Térmico (Vapor)=6.0 USD/MMBtu

Tarifa de Agua = 1 USD/kgal

Factor de Capacidad = 92.5% (8100 hrs. anual)

Costos Variables = 0.0075 USD/kWh

Escalación: 3-4%

Los resultados comerciales del estudio basados en una instalación nueva en los EEUU con 20 años de vida útil establecen lo siguiente:

Período de Recuperación: 3.02 años
Flujo de Caja Neto Acum.: 37.8 MMUSD

La Figura 2 muestra el caso base para el Período de recuperación vs. precio de electricidad basados en un precio de gas natural entre \$6-\$14.

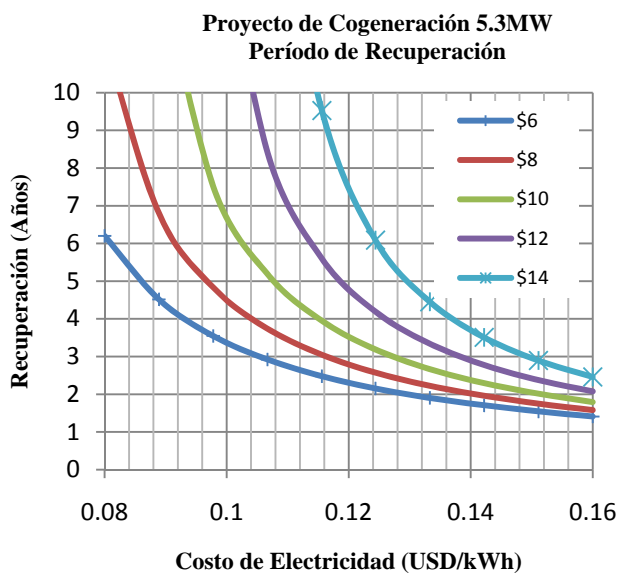


Figura 2. Período de Recuperación del Proyecto vs. Precio de Electricidad.

⁴ Adicional a las estimaciones comerciales dadas, se incluyeron en el análisis factores de endeudamiento y tasas de interés, impuestos y depreciación.

Consideraciones de “Cap and Trade”:

¿Cuáles son las posibles implicaciones de un programa de “Cap and Trade” de las emisiones de dióxido de carbono para una planta de cogeneración a pequeña escala? En este punto, varios proyectos y leyes han sido presentados por el congreso Americano, pero el “American Power Act (APA)” recientemente publicado en Junio 2010 sirve como base para estimar el impacto en una planta de generación industrial.

El APA, iniciando en el 2013, aplicará volúmenes de emisiones permisibles a las entidades cubiertas basados en el volumen de CO₂ emanado por la entidad en un año dado. El no cumplimiento será definido en base a las toneladas en las cuales las emisiones de CO₂ de una entidad cubierta en un año dado excedan a aquellas emanadas el año anterior.

Para el propósito del modelo de Maven Power, se utiliza una entidad industrial cubierta que excede sus emisiones de CO₂ del año anterior en un 10% de sus valores permisibles. La penalización por el no cumplimiento, tal y como lo establece el APA es efectivamente el doble del precio del bono de carbono subastado a la fecha de la violación (3), pero con un límite de \$25 arrancando en el 2013 con incrementos fijos del 5% anual cada año (4).

En este estudio de cogeneración, la línea base de las emisiones de CO₂ de la planta el año anterior fueron estimados a (31,338 ton/año)/1.1 = 28,489 y por ende, el exceso resultante de 31,338 – 28,489 = 2,849 ton. En consecuencia, la penalidad resultante bajo el APA con bonos tranzándose a su máximo valor de \$25/ton, será:

Penalidad (1 año, 10% sobre lo permisible):
(\$25/ton) x 2 x (2,849 ton) = \$142,450.

Claramente, es altamente incentivado el cumplimiento aun a pequeñas escala.

Conclusión:

En el Mercado actual, dado el “spark gap” razonablemente elevado entre los costos de la electricidad y el combustible, y las expectativas acerca del precio del gas natural gas a mantenerse deprimidos en el futuro cercano, la cogeneración en pequeña escala en aplicaciones industriales se hace cada vez más atractiva. No obstante, aun con la incertidumbre de la volatilidad de los precios del combustible en el largo plazo, con los cortos períodos de recuperación demostrados en el estudio de Maven Power, el riesgo es significativamente reducido para el dueño o el usuario final. Argumentando el caso más allá de lo anterior, el análisis del caso presentado se enfoca cerca del peor escenario en términos de escala—la

configuración de una sola turbina/HRSG generando relativamente pequeñas cantidades de potencia y vapor. La economía y riesgos globales son sustancialmente mejorados con la adición de otra turbina de gas (Configuración resultante, 2 CGT x 1 HRSG) o la adición de una turbina de gas con HRSG (Configuración resultante, 2 CGT x 2 HRSG).

References

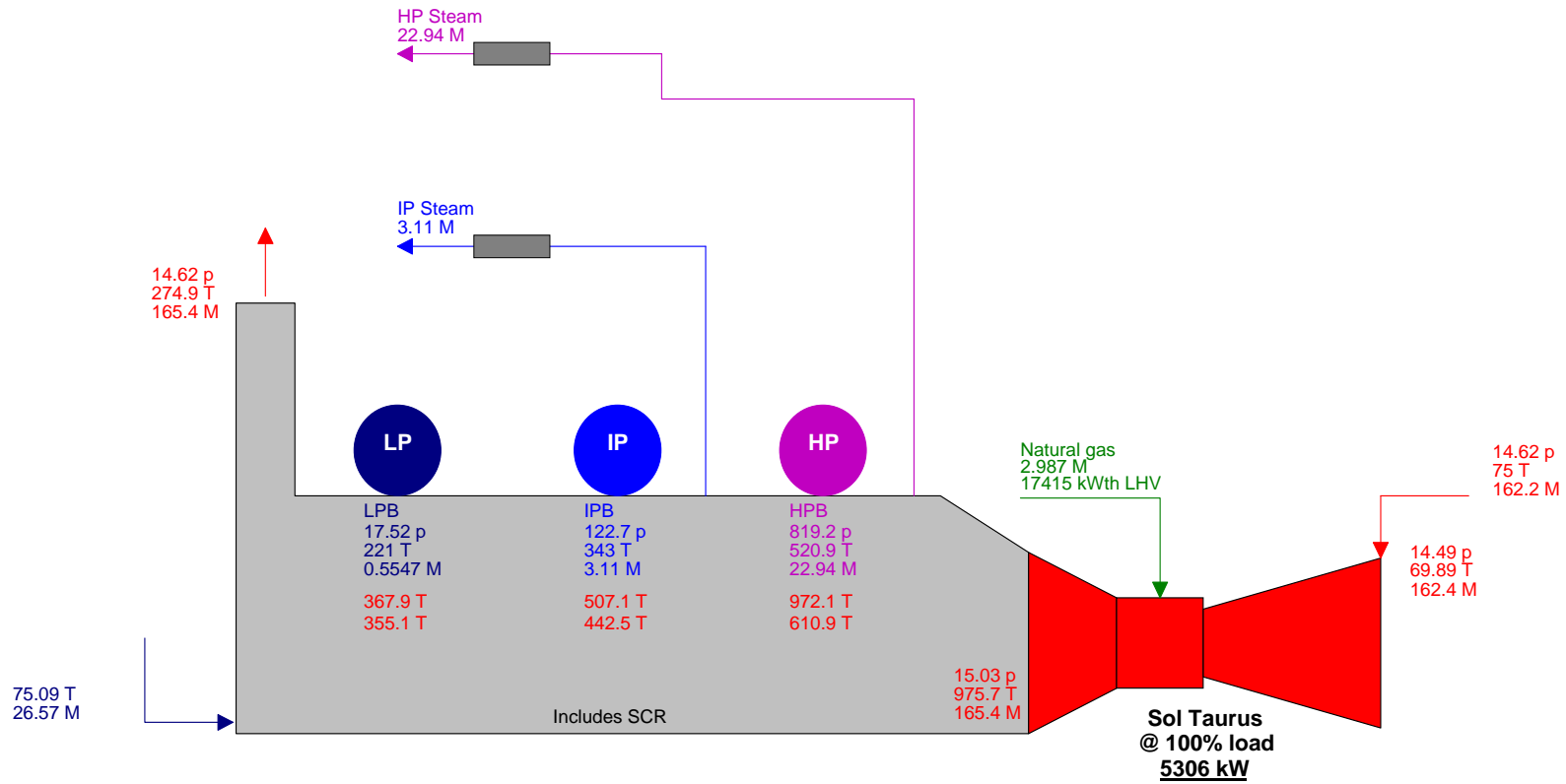
1. **Smead, Richard G.** *North American Natural Gas Supply Assessment*. Chicago : Navigant Consulting, Inc., 2008.
2. **U.S. Energy Information Administration.** 2008.
3. **Kerry, John and Lieberman, Joseph.** *American Power Act, 111th Congress 2D Session*. Washington, D.C. : US Congress, 2010.
4. **U.S. Environmental Protection Agency, Office of Atmospheric Programs.** *EPA Analysis of the American Power Act in the 111th Congress*. s.l. : EPA, 2010.

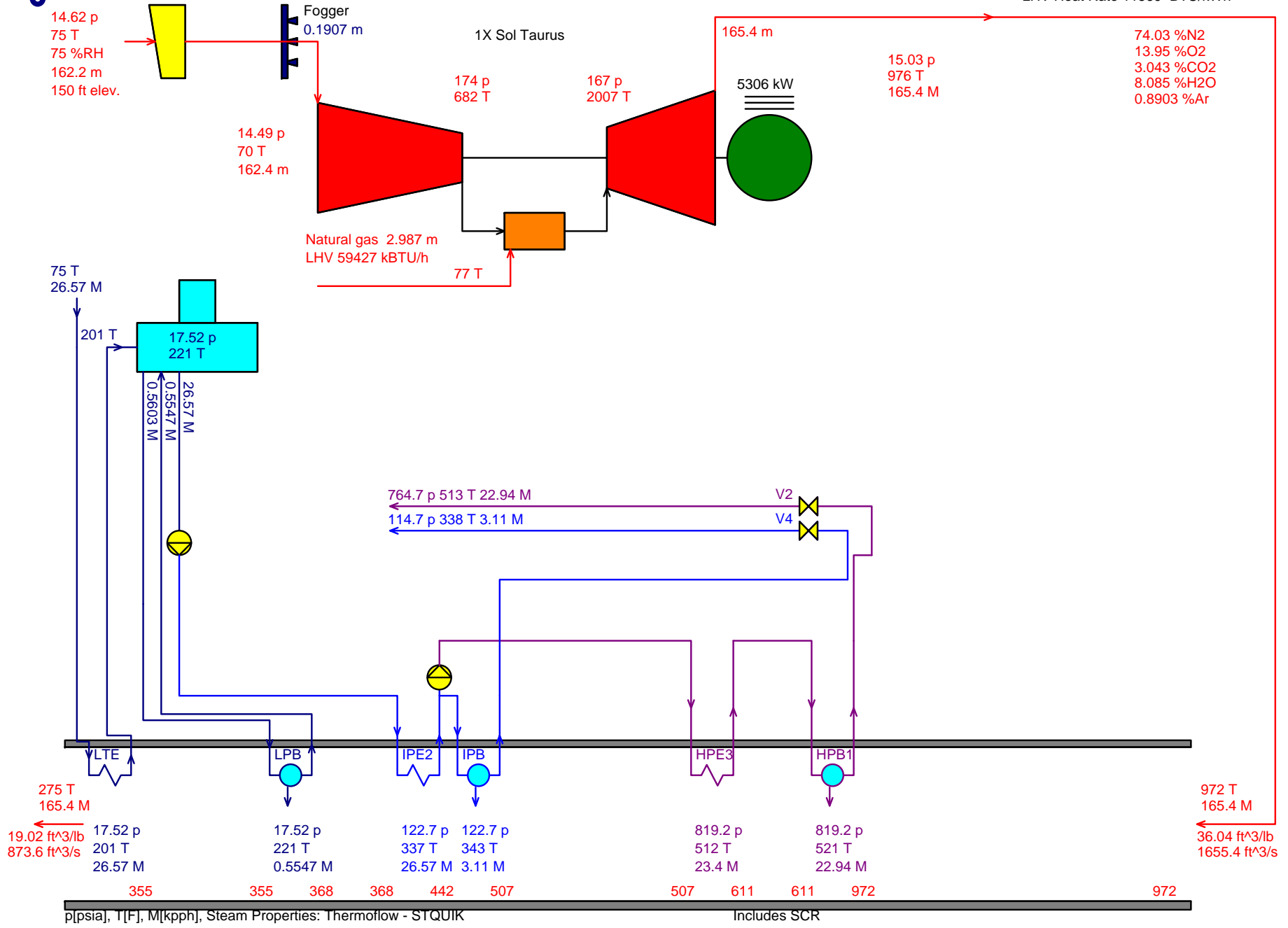
Traducción

Este documento fue traducido del texto inglés original contenido en el papel técnico, “Design & Modeling for a Small Scale Cogeneration Plant Feasibility Study” Nov. 2010. Traducción cortesía de Ricardo Bethencourt, Venezuela.

GT PRO 20.0 David Oehl
 Gross Power 5306 kW
 Net Power 5137 kW
 Aux. & Losses 169.2 kW
 LHV Gross Heat Rate 11200 BTU/kWh
 LHV Net Heat Rate 11569 BTU/kWh
 LHV Gross Electric Eff. 30.47 %
 LHV Net Electric Eff. 29.49 %
 Fuel LHV Input 59427 kBTU/h
 Fuel HHV Input 65792 kBTU/h
 Net Process Heat 31174 kBTU/h

Ambient
 14.62 P
 75 T
 75% RH

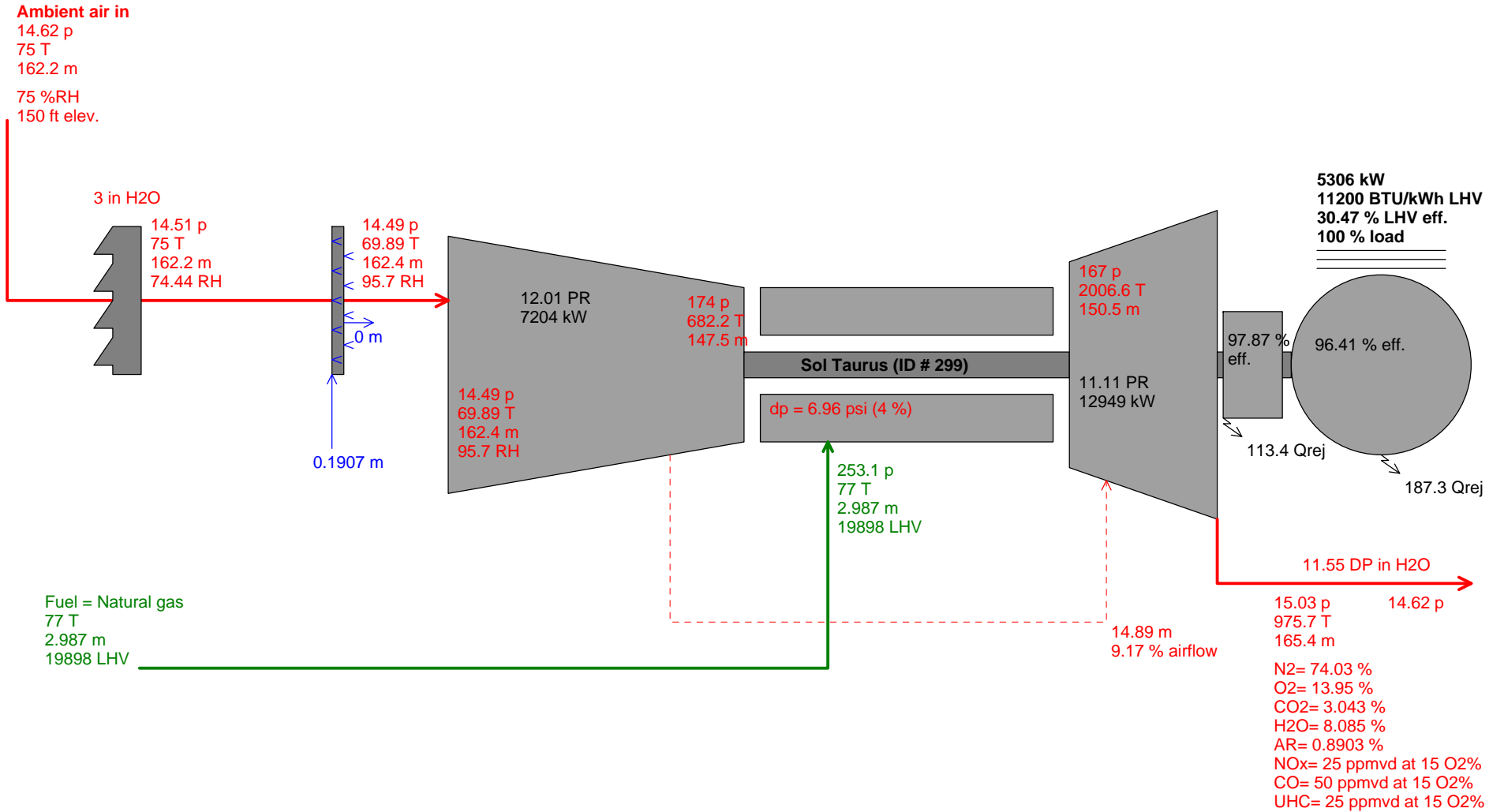




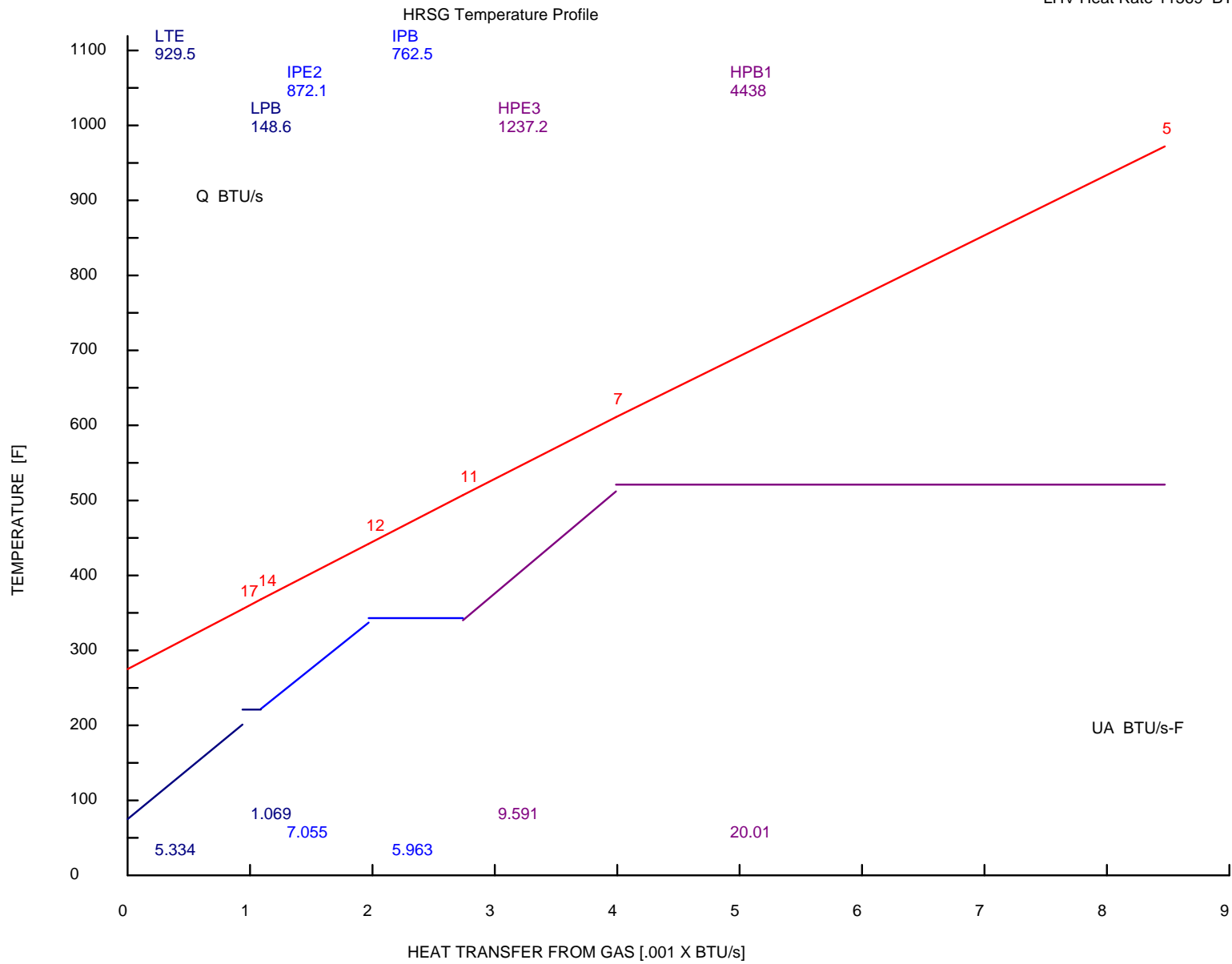
p[psia], T[F], M[kpph], Steam Properties: Thermoflow - STQUIK

Includes SCR

GT generator power = 5306 kW
 GT Heat Rate @ gen term = 11200 BTU/kWh
 GT efficiency @ gen term = 27.518% HHV = 30.47% LHV
 GT @ 100 % rating, inferred TIT control model, CC limit



p[psia], T[F], M[kpph], Q[BTU/s], Steam Properties: Thermoflow - STQUIK



Plant Energy In [BTU/s]

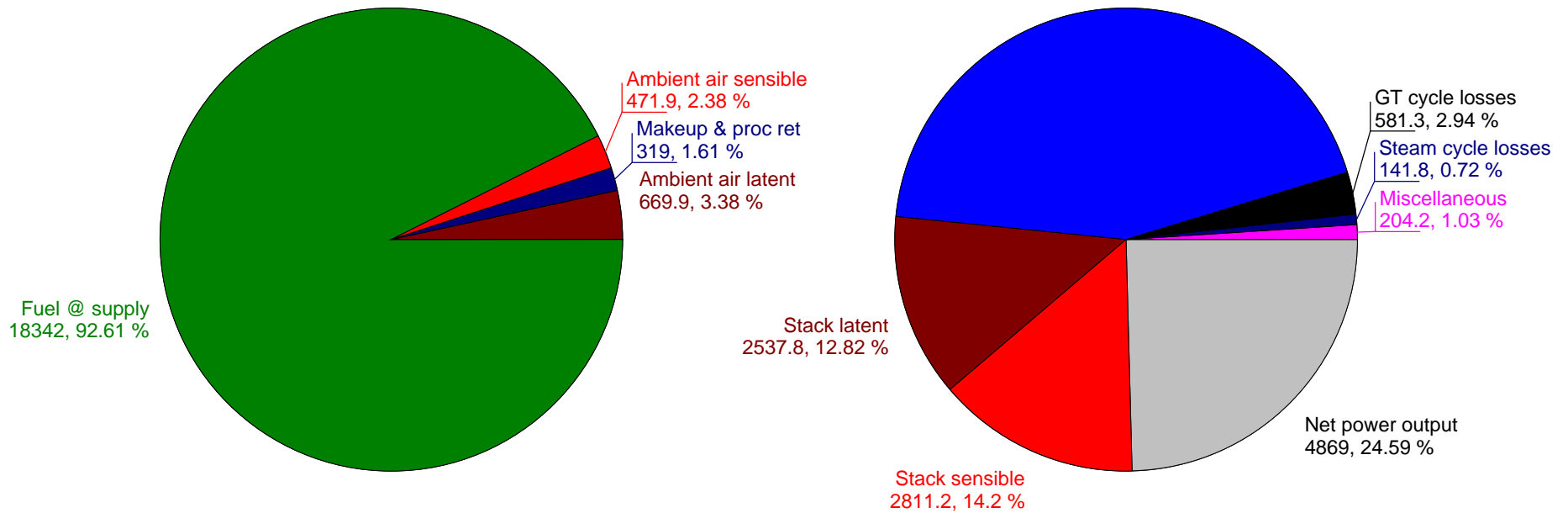
Plant energy in = 19805 BTU/s

Plant fuel chemical LHV input = 16507 BTU/s, HHV = 18276 BTU/s

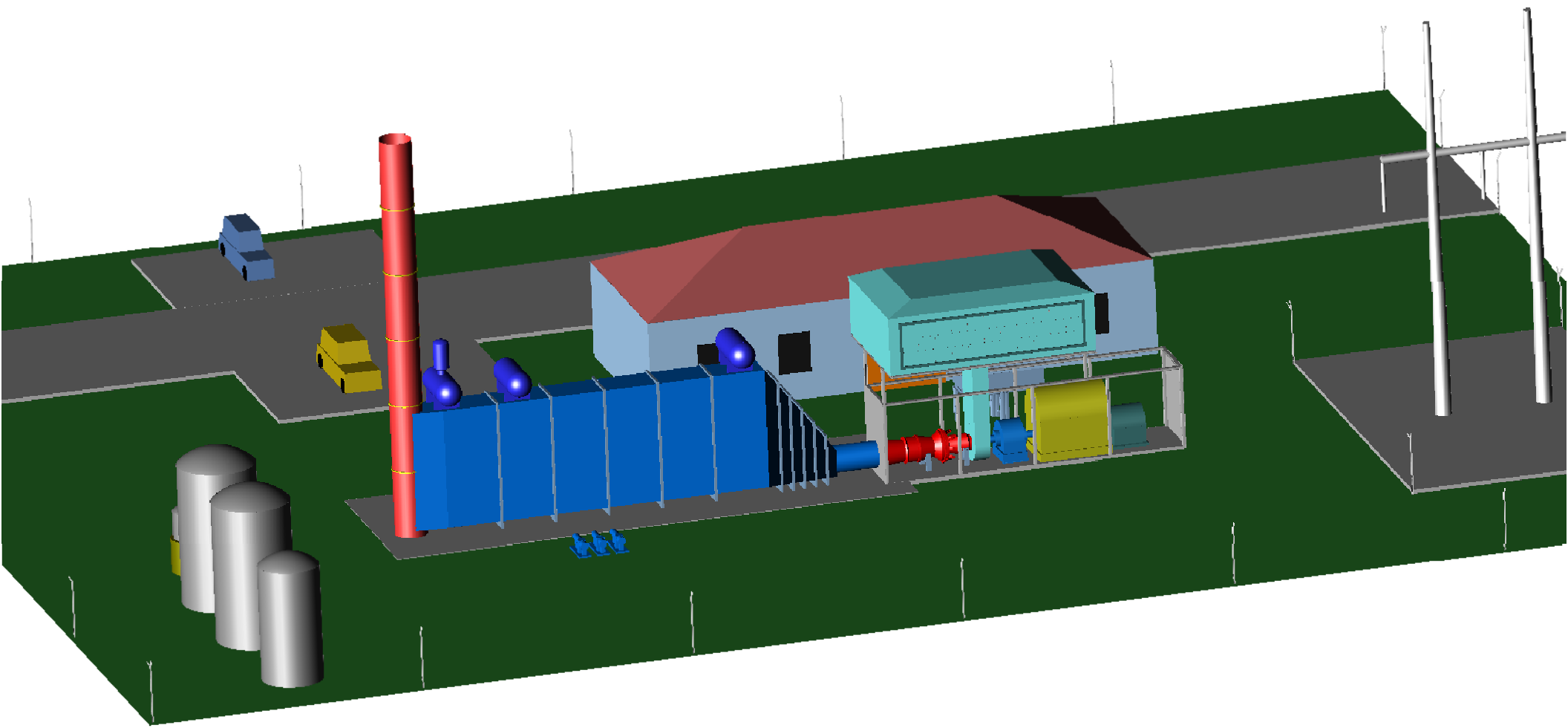
Plant net LHV elec. eff. = 29.49 % (100% * 4869 / 16507), Net HHV elec. eff. = 26.64 %

Plant Energy Out [BTU/s]

Plant energy out = 19796 BTU/s



Zero enthalpy: dry gases & liquid water @ 32 F (273.15 K)



System Summary Report

GT PRO 20.0 David Oehl						
2125 07-21-2010 17:47:05 file=C:\TFLOW20\MYFILES\Website Taurus60 Sample.GTP						
Plant Configuration: GT & HRSG only (no ST)						
One Sol Taurus Engine, GT PRO Type 2, Subtype 2						
Steam Property Formulation: Thermoflow - STQUIK						
SYSTEM SUMMARY						
	Power Output kW		LHV Heat Rate BTU/kWh		Elect. Eff. LHV%	
	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net
Gas Turbine(s)	5306		11200		30.47	
Steam Turbine(s)	0					
Plant Total	5306	5137	11200	11569	30.47	29.49
PLANT EFFICIENCIES						
PURPA efficiency	CHP (Total) efficiency		Power gen. eff. on		Canadian Class 43	
%	%		chargeable energy, %		Heat Rate, BTU/kWh	
55.72	81.95		67.66		4556	
GT fuel HHV/LHV ratio =			1.107			
DB fuel HHV/LHV ratio =			1.107			
Total plant fuel HHV heat input / LHV heat input =			1.107			
Fuel HHV chemical energy input (77F/25C) =			65792	kBTU/hr	18276	BTU/s
Fuel LHV chemical energy input (77F/25C) =			59427	kBTU/hr	16507	BTU/s
Total energy input (chemical LHV + ext. addn.) =			59427	kBTU/hr	16507	BTU/s
Energy chargeable to power (93.0% LHV alt. boiler) =			25906	kBTU/hr	7196	BTU/s
GAS TURBINE PERFORMANCE - Sol Taurus						
	Gross power	Gross LHV	Gross LHV Heat Rate		Exh. flow	Exh. temp.
	output, kW	efficiency, %	BTU/kWh		kpph	F
per unit	5306	30.47	11200		165	976
Total	5306				165	
Number of gas turbine unit(s) =			1			
Gas turbine load [%] =			100	%		
Fuel chemical HHV (77F/25C) per gas turbine =			65792	kBTU/hr	18276	BTU/s
Fuel chemical LHV (77F/25C) per gas turbine =			59427	kBTU/hr	16507	BTU/s
STEAM CYCLE PERFORMANCE						
HRSG eff.	Gross power output	Internal gross	Overall	Net process heat output		
%	kW	elect. eff., %	elect. eff., %	kBTU/hr		
77.43	0	0.00	0.00	31174		
Fuel chemical HHV (77F/25C) to duct burners =			0	kBTU/hr	0	BTU/s
Fuel chemical LHV (77F/25C) to duct burners =			0	kBTU/hr	0	BTU/s
DB fuel chemical LHV + HRSG inlet sens. heat =			38998	kBTU/hr	10833	BTU/s
Net process heat output as % of total output =			64.01	%		

System Summary Report

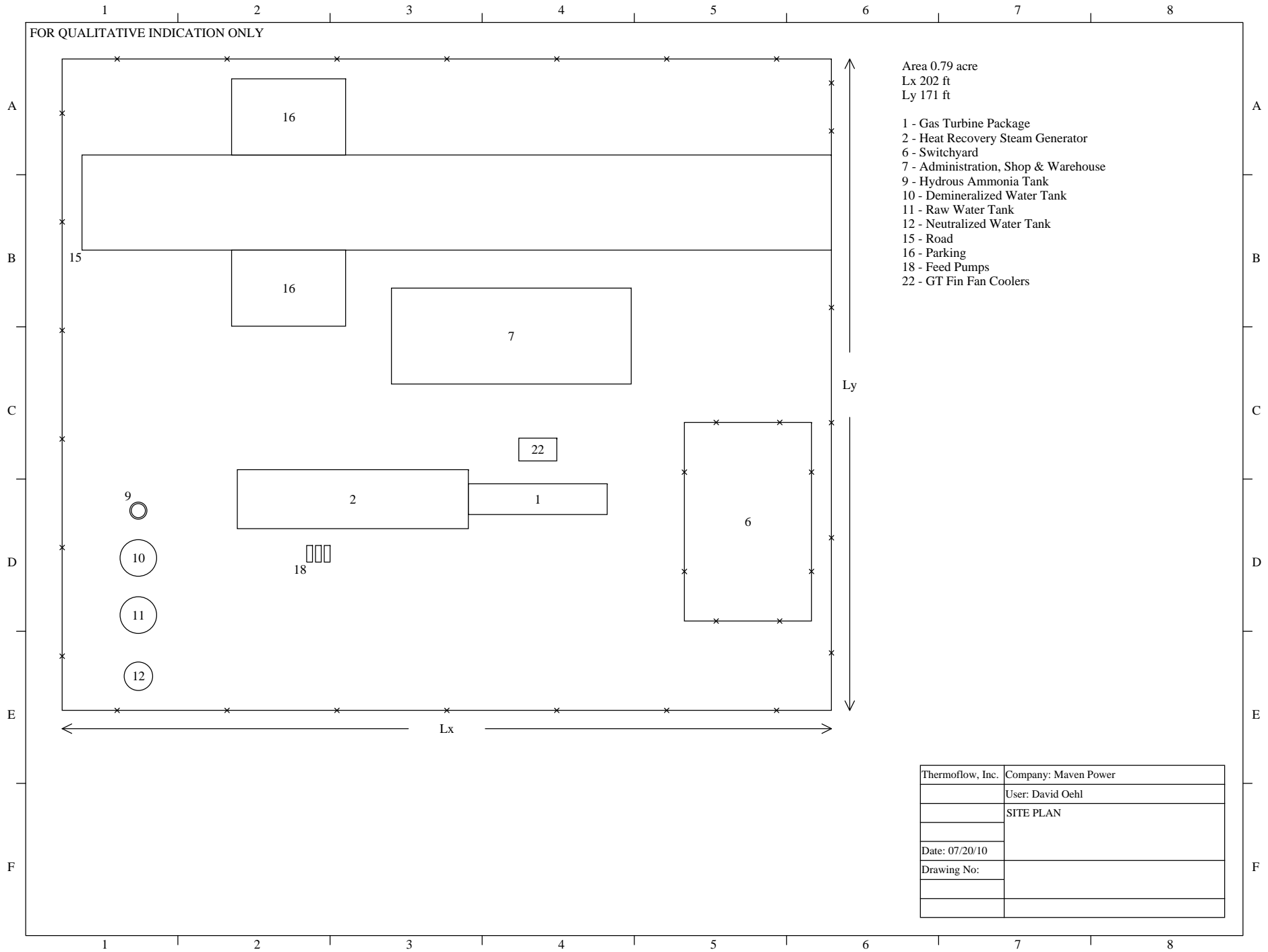
ESTIMATED PLANT AUXILIARIES (kW)		
GT fuel compressor(s)*	0	kW
GT supercharging fan(s)*	0	kW
GT electric chiller(s)*	0	kW
GT chiller/heater water pump(s)	0	kW
HRSG feedpump(s)*	37.7	kW
Condensate pump(s)*	0	kW
HRSG forced circulation pump(s)	0	kW
LTE recirculation pump(s)	0	kW
Cooling water pump(s)	0	kW
Air cooled condenser fans	0	kW
Cooling tower fans	0	kW
HVAC	2.75	kW
Lights	4.5	kW
Aux. from PEACE running motor/load list	110.2	kW
Miscellaneous gas turbine auxiliaries	11.34	kW
Miscellaneous steam cycle auxiliaries	0	kW
Miscellaneous plant auxiliaries	2.653	kW
Constant plant auxiliary load	0	kW
Gasification plant, ASU*	0	kW
Gasification plant, coal mill	0	kW
Gasification plant, AGR*	0	kW
Gasification plant, other/misc	0	kW
Desalination plant auxiliaries	0	kW
Program estimated overall plant auxiliaries	169.2	kW
Actual (user input) overall plant auxiliaries	169.2	kW
Transformer losses	0	kW
Total auxiliaries & transformer losses	169.2	kW
* Heat balance related auxiliaries		

System Summary Report

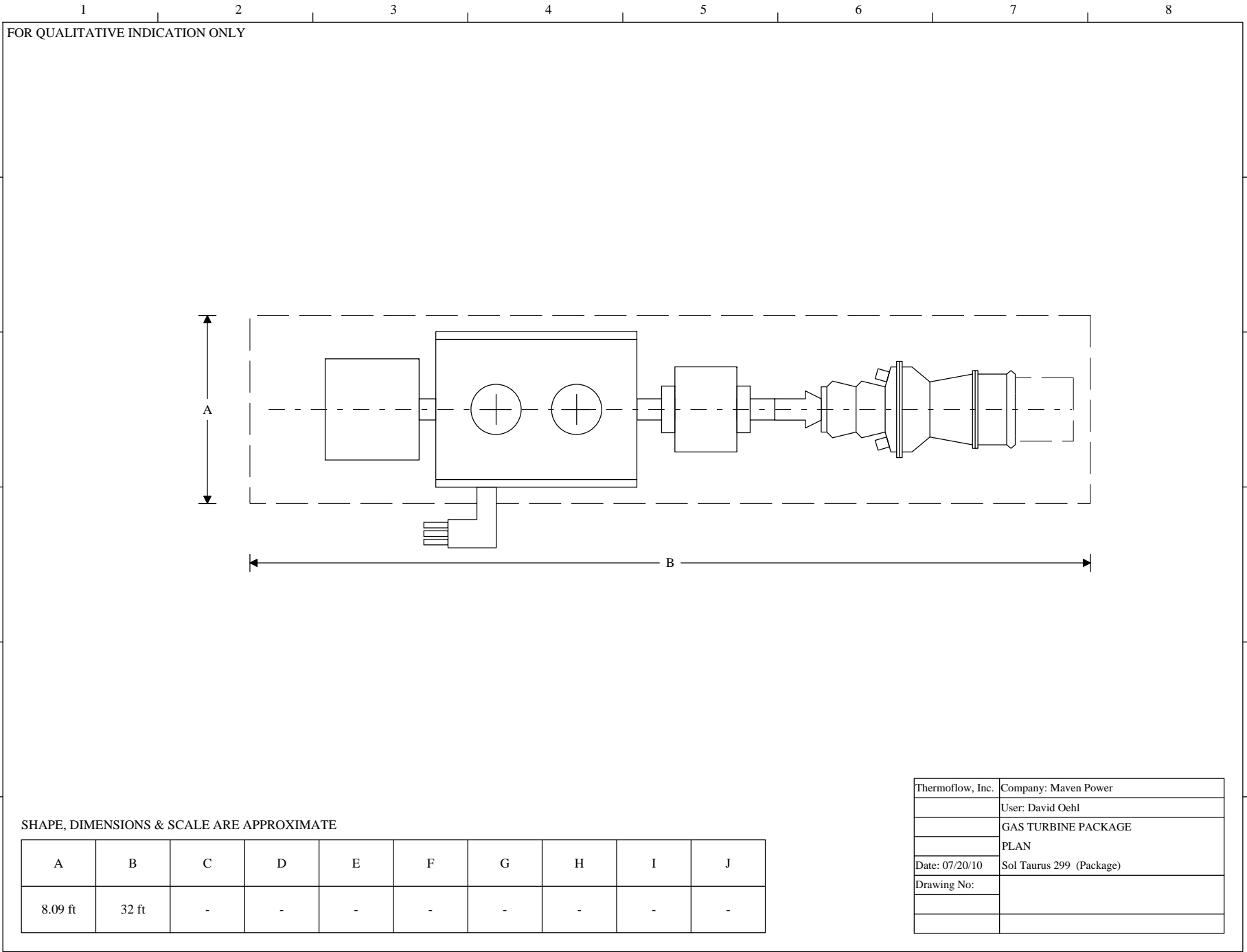
PLANT HEAT BALANCE			
Energy In	19805	BTU/s	
Ambient air sensible	471.9	BTU/s	
Ambient air latent	669.9	BTU/s	
Fuel enthalpy @ supply	18342	BTU/s	
External gas addition to combustor	0	BTU/s	
Steam and water	1.819	BTU/s	
Makeup and process return	319	BTU/s	
Energy Out	19796	BTU/s	
Net power output	4869	BTU/s	
Stack gas sensible	2811.2	BTU/s	
Stack gas latent	2537.8	BTU/s	
GT mechanical loss	115.6	BTU/s	
GT gear box loss	113.4	BTU/s	
GT generator loss	187.3	BTU/s	
GT miscellaneous losses	165.1	BTU/s	
GT ancillary heat rejected	0	BTU/s	
GT process air bleed	0	BTU/s	
Fuel compressor mech/elec loss	0	BTU/s	
Supercharging fan mech/elec loss	0	BTU/s	
Condenser	0	BTU/s	
Process steam	8660	BTU/s	
Process water	0	BTU/s	
Blowdown	71.16	BTU/s	
Heat radiated from steam cycle	141.8	BTU/s	
ST/generator mech/elec/gear loss	0	BTU/s	
Non-heat balance related auxiliaries	124.6	BTU/s	
Transformer loss	0	BTU/s	
Energy In - Energy Out	8.381	BTU/s	0.0423 %
Zero enthalpy: dry gases & liquid water @ 32 F (273.15 K)			
Gas Turbine and Steam Cycle: Energy In - Energy Out = 8.381 BTU/s			

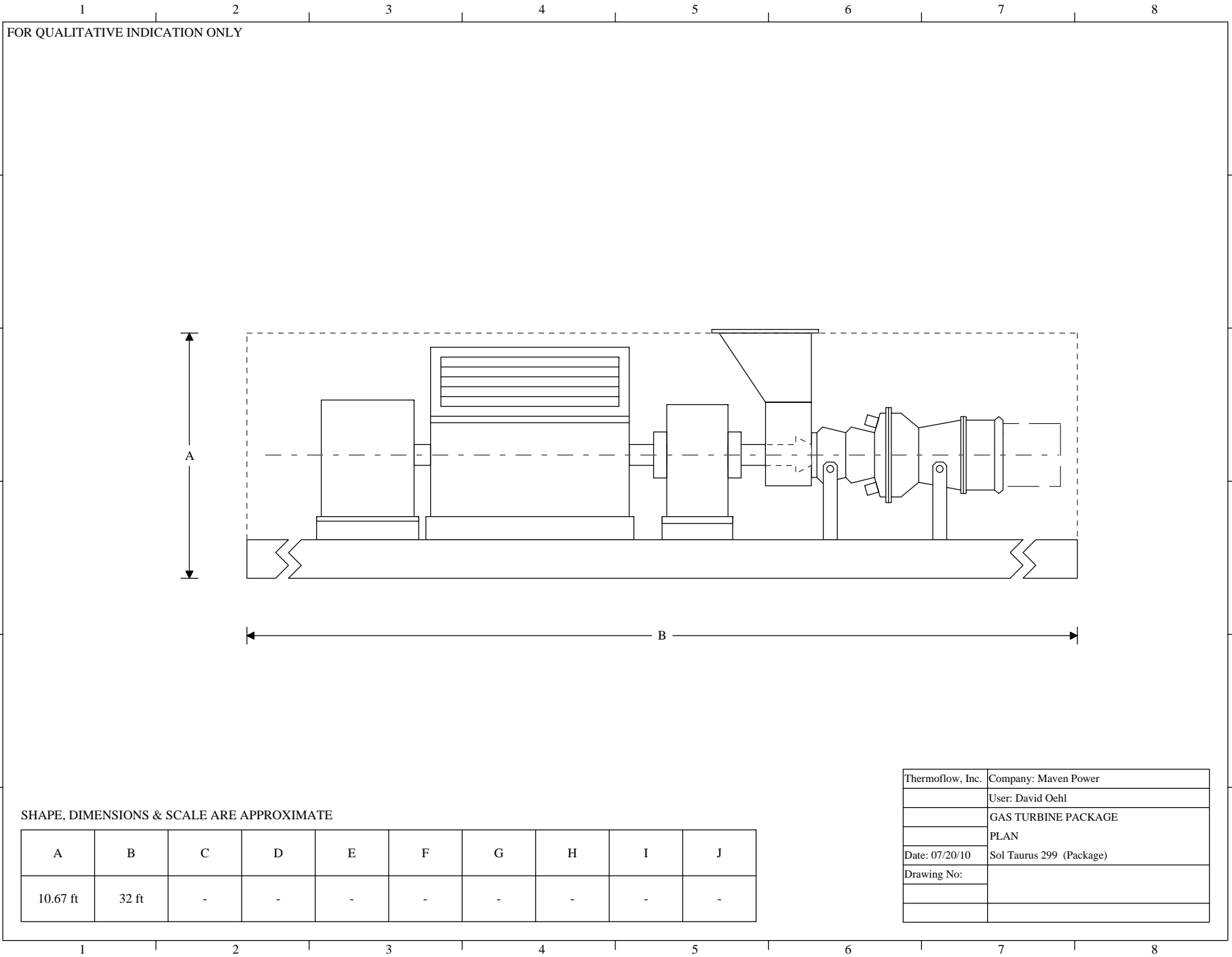
Emissions

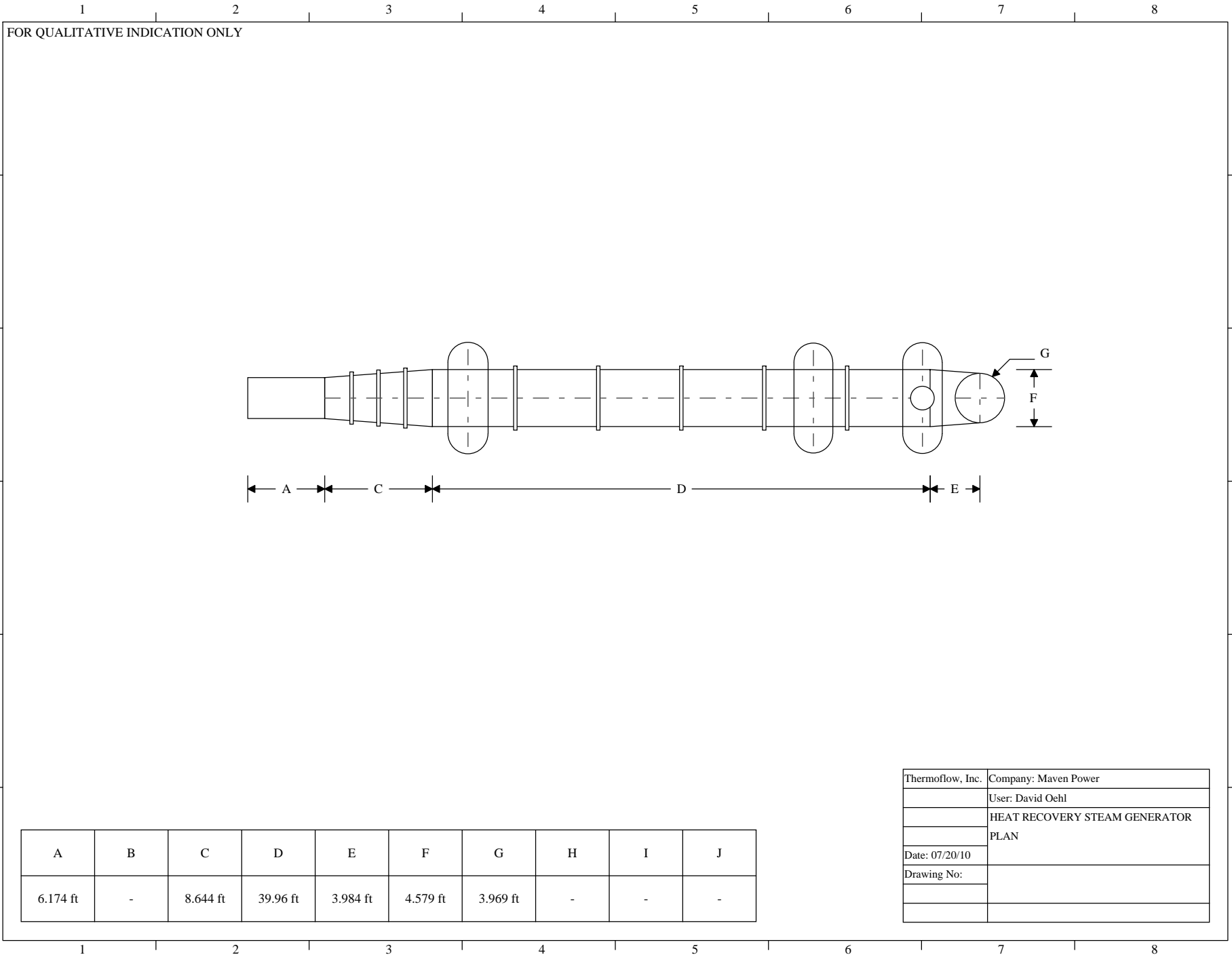
Emissions	lb/hr	ton/year	lb/MW hr (gross)
Gas Turbine Emissions (total for 1 units) - burning gas fuel			
NOx as NO2	5.981	24.22	1.127
CO	7.283	29.5	1.373
UHC as CH4	2.086	8.447	0.3931
SOx as SO2	0	0	0
CO2 (net)	7738	31338	1458.4
Plant Total Emissions			
NOx as NO2	1.196	4.845	0.2255
CO	7.283	29.5	1.373
UHC as CH4	2.086	8.447	0.3931
SOx as SO2	0	0	0
CO2 (net)	7738	31338	1458.4
NH3	0	0	0
Plant Total Ammonia Consumption for SCR			
Pure NH3	1.771	7.174	0.3339
Aqueous Ammonia	6.108	24.74	1.151
Note:			
Gas turbine and duct burner NOx, CO, and UHC emissions rates			
are computed from user-specified concentrations, input on the Environment topic.			
NH3 emissions are user-specified via the 'Ammonia slip' input on the SCR design menu.			
The program DOES NOT predict emissions of these compounds.			
It is the user's responsibility to input OEM-provided			
data that is consistent with equipment operation at this specific running condition.			

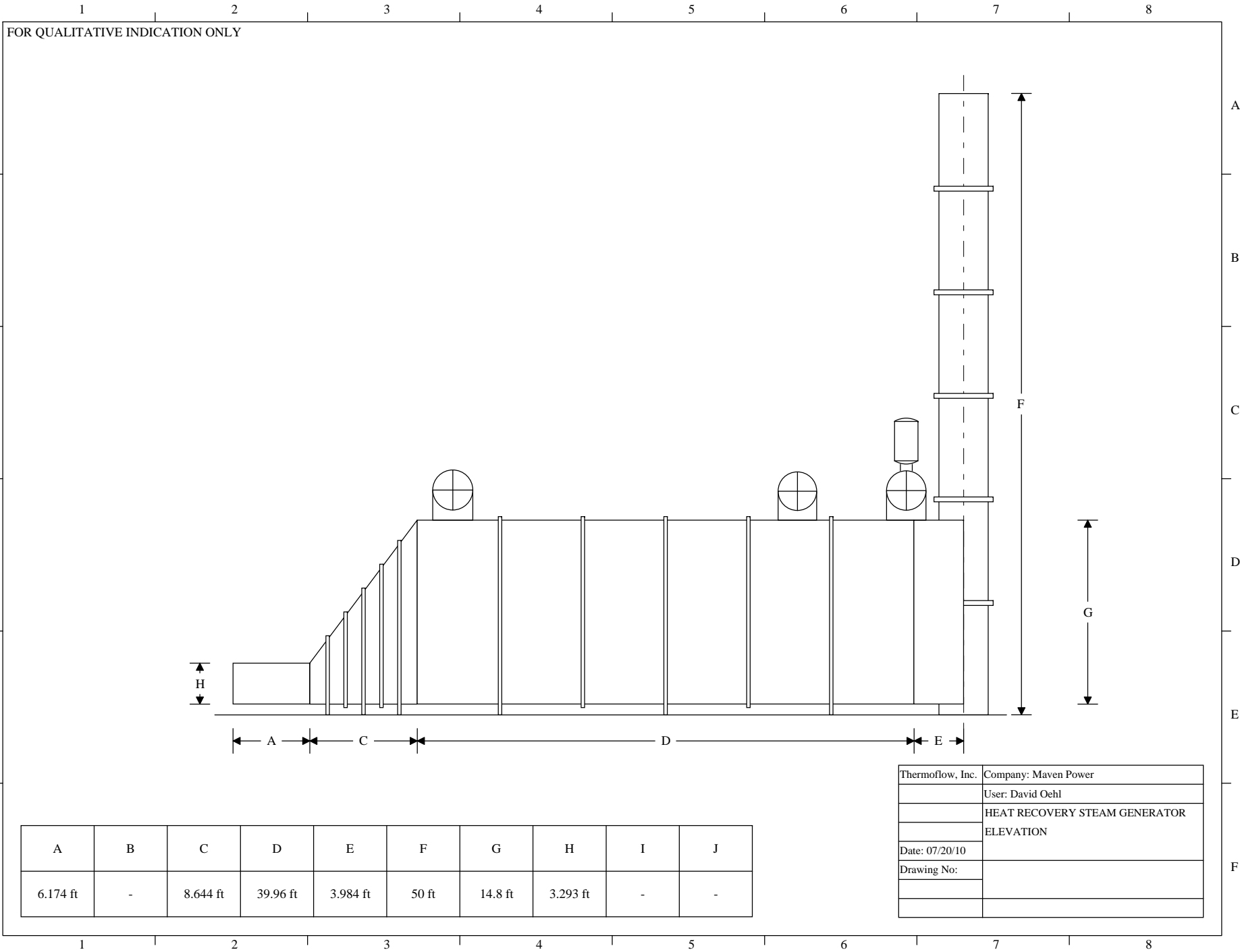


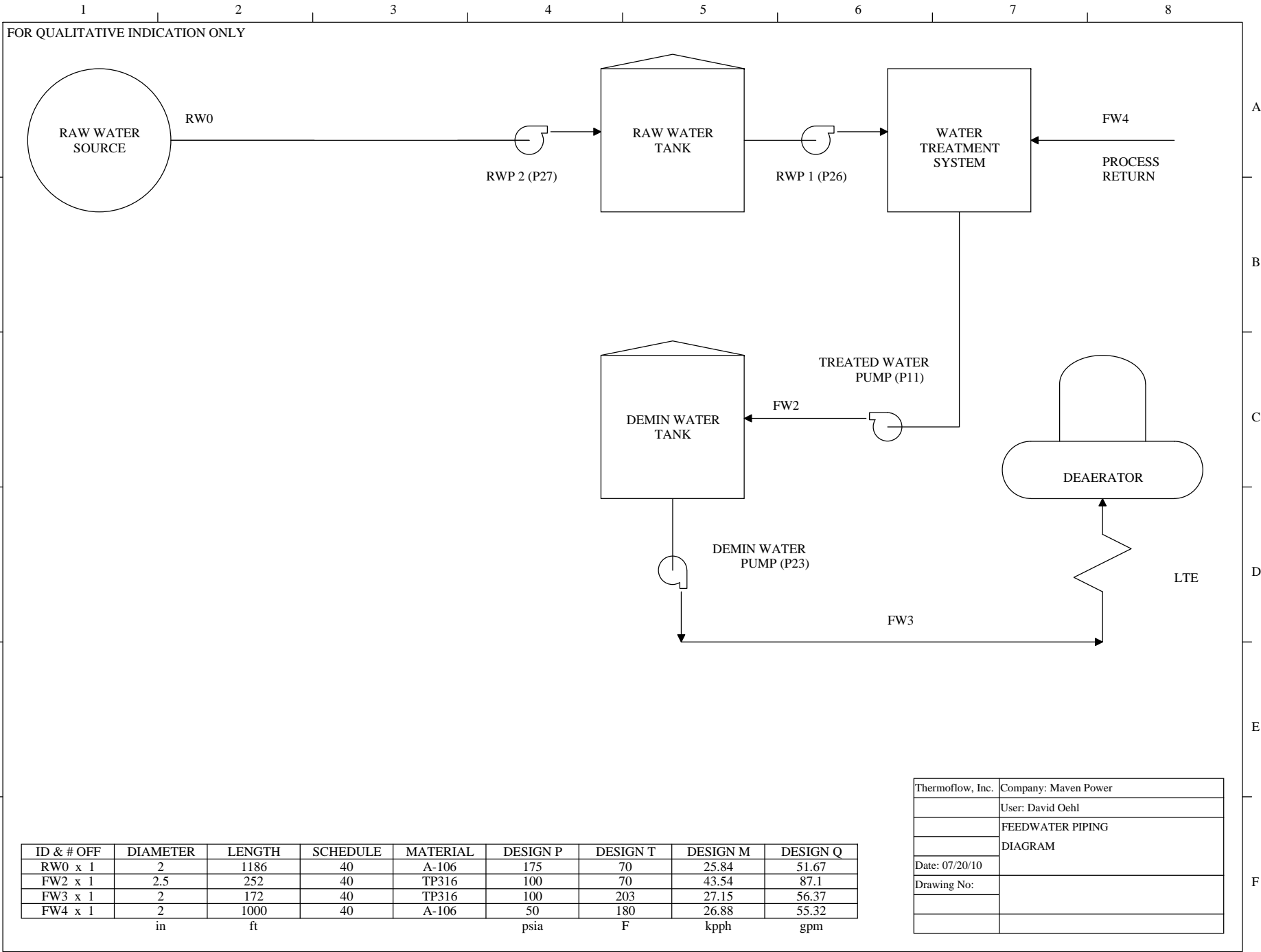
Therminflow, Inc.	Company: Maven Power
	User: David Oehl
	SITE PLAN
Date: 07/20/10	
Drawing No:	





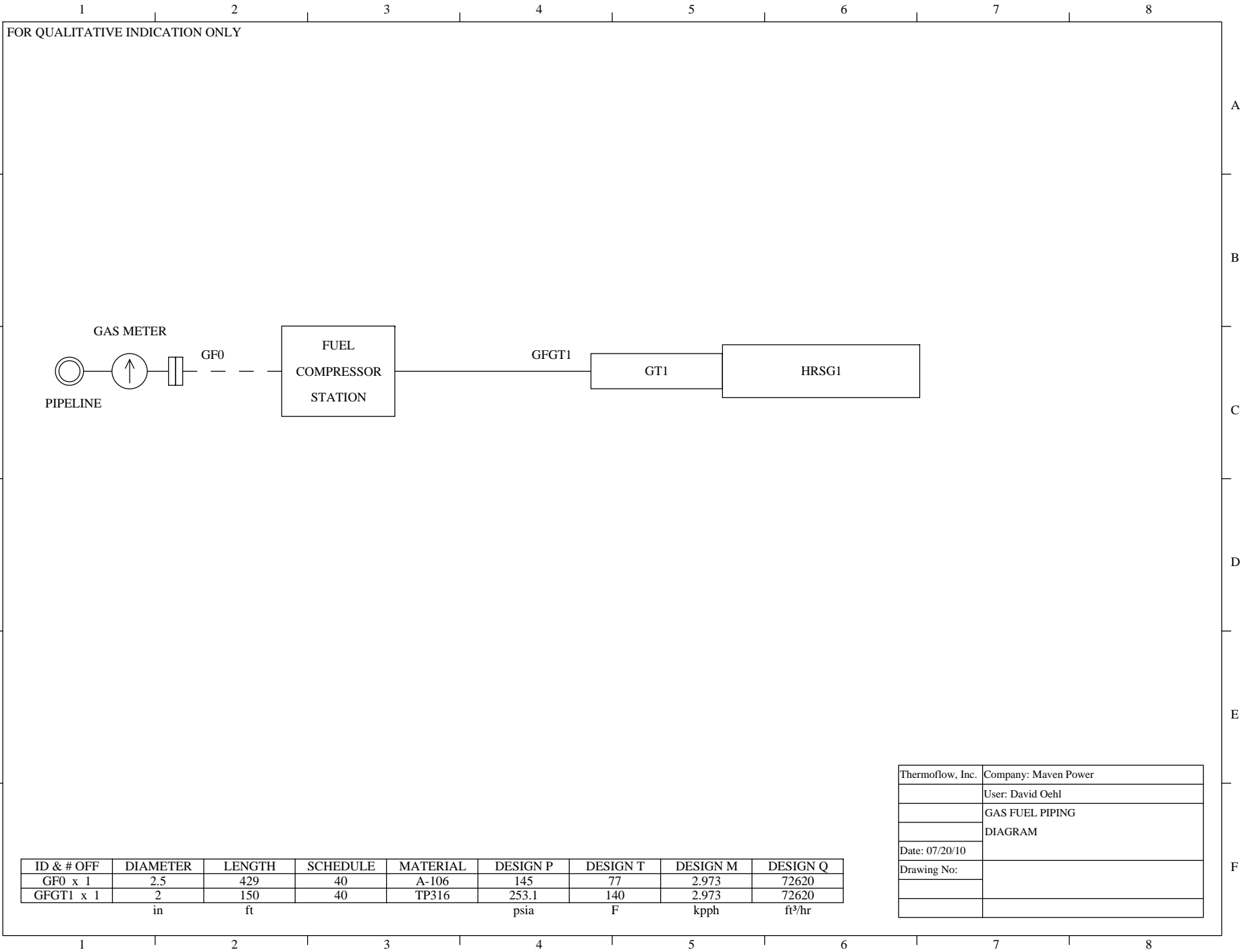






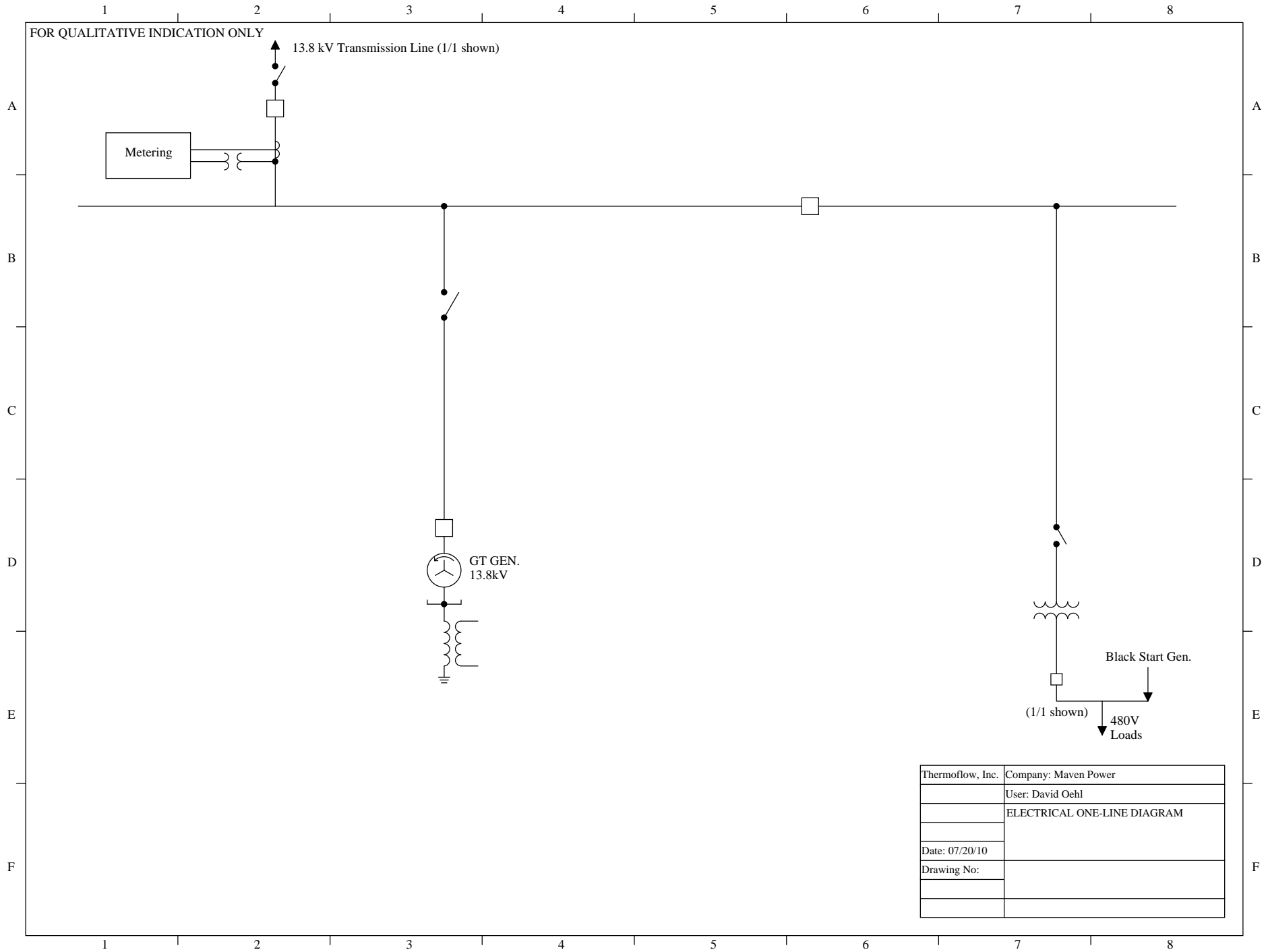
ID & # OFF	DIAMETER	LENGTH	SCHEDULE	MATERIAL	DESIGN P	DESIGN T	DESIGN M	DESIGN Q
RW0 x 1	2	1186	40	A-106	175	70	25.84	51.67
FW2 x 1	2.5	252	40	TP316	100	70	43.54	87.1
FW3 x 1	2	172	40	TP316	100	203	27.15	56.37
FW4 x 1	2	1000	40	A-106	50	180	26.88	55.32
	in	ft			psia	F	kpph	gpm

Thermsflow, Inc.	Company: Maven Power
	User: David Oehl
	FEEDWATER PIPING
	DIAGRAM
Date: 07/20/10	
Drawing No:	



ID & # OFF	DIAMETER	LENGTH	SCHEDULE	MATERIAL	DESIGN P	DESIGN T	DESIGN M	DESIGN Q
GF0 x 1	2.5	429	40	A-106	145	77	2.973	72620
GFGT1 x 1	2	150	40	TP316	253.1	140	2.973	72620
	in	ft			psia	F	kpph	ft ³ /hr

Thermsflow, Inc.	Company: Maven Power
	User: David Oehl
	GAS FUEL PIPING
	DIAGRAM
Date: 07/20/10	
Drawing No:	



ThermoFlow, Inc.	Company: Maven Power
	User: David Oehl
	ELECTRICAL ONE-LINE DIAGRAM
Date: 07/20/10	
Drawing No:	